

Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik Pada Lapangan “TG” dengan Menggunakan Atribut Inversi Impedansi Akustik (IA)

Natassa Adi Putri¹, Dr. Dwa Desa Warnana¹, Dr. Priatin Hadi Wijaya²

¹Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Sipil, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

²Puslitbang Geologi Kelautan, Bandung

Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia

e-mail: dwa_desa@yahoo.co.uk

Abstrak -- Gas Biogenik merupakan gas yang relatif dangkal terbentuk pada ekosistem lautan yang dangkal. Telah banyak ditemukan hidrokarbon dengan jenis gas biogenik di Indonesia, salah satunya adalah di Lapangan “TG”. Oleh karena itu, dibutuhkan karakterisasi reservoir pada lapangan ini untuk memvalidasi keterdapatannya hidrokarbon dan mengetahui karakteristik fisik reservoir dari lapangan tersebut. Metode yang digunakan adalah metode inversi seismik *model based* dengan parameter *hard constraint* untuk mengetahui properti fisik dari reservoir Lapangan “TG”. Parameter impedansi hasil dari inversi seismik kemudian di korelasikan dengan porositas sehingga mendapatkan hubungan persamaan dari kedua parameter tersebut. Aplikasi dari persamaan tersebut adalah penampang porositas pada daerah yang menjadi ketertarikan studi (*interest*) dan memiliki indikasi keterdapatannya gas biogenik. Didapatkan bahwa Impedansi Akustik tinggi yang menjadi daerah *interest* merupakan reservoir karbonat dengan IA bernilai 4800-5300 (m/s)*(g/cc).

Kata Kunci : Gas Biogenik, Inversi Impedansi Akustik, Porositas

I. PENDAHULUAN

POTENSI gas biogenik di Indonesia yang cukup besar dan menjanjikan memberikan salah satu solusi sebagai pengganti energi konvensional. Penelitian yang dilakukan oleh Puslitbang Geologi Kelautan menunjukkan indikasi keterdapatannya gas biogenik di sepanjang pantai utara Jawa pada tahun 2008. Pemetaan ini menghasilkan potensi sumber gas biogenik pada sedimen Holosen dengan menggunakan seismik pantul dangkal. Sama halnya dengan reservoir yang ditinjau pada Lapangan “TG”. Lokasi studi pada penelitian ini adalah di Lapangan “TG” berada di perairan utara Jawa tepatnya di Cekungan Jawa Timur Utara. Reservoir pada Lapangan “TG” diperkirakan berada pada umur Pliosen-Pleistosen, sehingga dibutuhkan metode interpretasi seismik untuk mengetahui karakter fisik dari reservoir ini.

Tujuan dari metode studi ini adalah untuk mengekstrak informasi fisik reservoir yang terdapat pada data seismik secara maksimal. Salah satu metode analisis ini dapat dicapai dengan menggunakan inversi dari data seismik serta dekomposisi spektral. Tujuan dari studi ini adalah

menganalisis atribut inversi seismik impedansi akustik (IA) dan dekomposisi spektral berbasis metode Continuous Wavelet Transform dapat memberikan karakter fisik pada reservoir gas biogenik di Lapangan “TG”.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Diagenesa Reservoir Lapangan “TG”

Gas biogenik di Lapangan “TG” memiliki peran bakteri *Globigerina* dalam pembentukannya. Seperti yang diketahui, karena berumur Pliosen-Pleistosen maka formasi ini memiliki kedalaman yang relatif dangkal dan masih masuk ke dalam zona neritik. Padahal, *Globigerina* sendiri merupakan foraminifera laut dalam sehingga awal mula bakteri ini adalah pada bagian timur dari *embayment* yang disebutkan di atas. Dengan pengetahuan paleo-oseanografi dapat diketahui bahwa sepanjang umur Pliosen, terdapat pola arus ke arah barat dari Kangean menuju Cepu pada *embayment* tersebut. Kemudian terjadi upwelling currents yang membawa foraminifera *Globigerina* di wilayah laut dalam (abyssal) naik ke wilayah yang lebih dangkal (neritik). Tempat tersebut kemudian mengalami deposisi dan reworking yang disebabkan karena badai. Hal ini dibuktikan dari hasil *coring* yang dilakukan oleh Santos pada Lapangan “TG” memiliki pola seperti tunjangan dan permukaan yang tererosi yang menunjukkan bahwa hal tersebut adalah hasil dari reworking pada wilayah neritik. Pembentukan dari gas biogenik ini berdasarkan pembentukan hidrokarbon yang disebabkan oleh makhluk hidup (biogenik).^[1]

B. Inversi Model Based

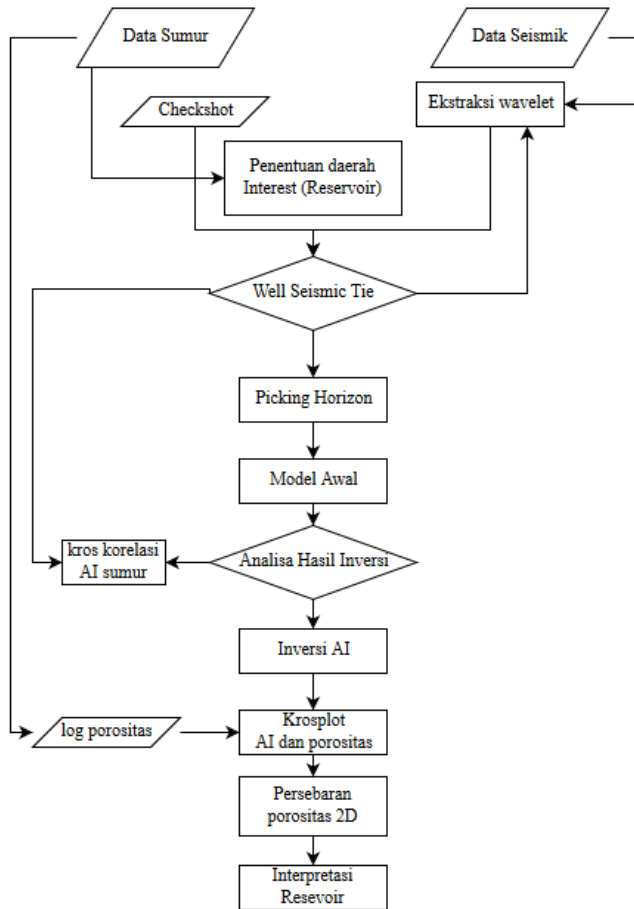
Metode inversi *model based* merupakan metode inversi yang menggunakan prinsip konvolusi dari tras seismik. Inversi ini membutuhkan model awal untuk mendapatkan data seismogram sintetik sebagai bagian dari algoritmanya. Tras seismik, wavelet, dan noise tidak beraturan dan tidak berkorelasi dengan sinyal. Metode inversi ini memecahkan masalah diatas dengan cara mencari reflektifitas secara iteratif dengan membandingkan perbedaan antara tras seismik yang sebenarnya dengan sintetik seismogram yang didapatkan pada model awal dengan beberapa batasan dan kompensasi yang

dapat diatur pada model awal. Berikut adalah algoritma yang digunakan dalam inversi tersebut:

$$r = (W^T W + \lambda I)^{-1} W^T T \quad (1)$$

Dengan r = reflektifitas hasil impedansi, W = fungsi wavelet, λ = faktor prewhitening, I = matriks identitas, T = tras seismik.
[2]

III. METODOLOGI



Gambar 1 Diagram alir pada penelitian yang dilakukan

Gambar 1 menunjukkan diagram alir proses yang dilakukan dalam studi ini. Hal yang pertama dilakukan adalah persiapan data untuk melihat kelengkapan data.

Penentuan daerah *interest* dilakukan dengan melakukan analisis log secara kualitatif. Proses ini dinamakan dengan *Well Log Quicklook* dimana dilakukan deskripsi awal terhadap daerah *interest* dengan mengidentifikasi karakter fisiknya. Dalam studi ini, reservoir yang menjadi target adalah reservoir karbonat dengan rentang kecepatan adalah 4500-5500 (m/s)*(g/cc) dengan porositas sangat baik yaitu 30%-40%. Parameter porositas drusidapatkan dari informasi geologi yang didapatkan dari instansi terkait sedangkan parameter kecepatan didapatkan dari referensi mengenai karbonat Plio-Plistosen pda Lapangan "TG".

Proses awal dari inversi seismik adalah melakukan pengikatan sumur pada data seismik. Terdapat dua sumur yang

diikatkan yaitu sumur TG-1 dan TG2-ST pada data seismik TG3-9. Inversi dilakukan dengan analisis kelayakan inversi dimana pada tahap ini dilakukan penentuan model awal dari batas yang telah ditentukan kemudian dihitung errornya. Model yang digunakan adalah model yang memiliki error yang paling kecil dan kemiripan geologi yang paling sesuai. Pada pembuatan peta porositas digunakan *crossplot* antara log porositas (dihitung dengan menggunakan log densitas yang dibatasi pada daerah *interest*) dan hasil inversi IA dari seismik. Proses ini dilakukan untuk mencari hubungan antara parameter keduanya untuk membuat penampang porositas.

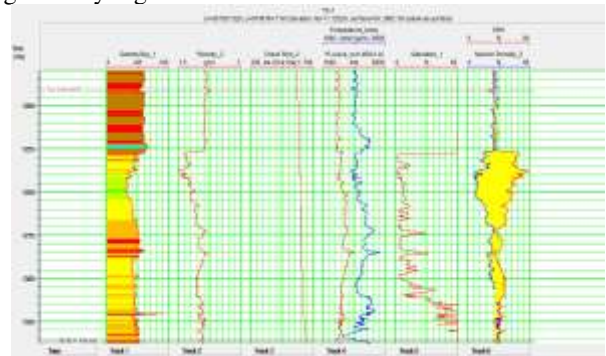
Dari keseluruhan proses yang dilakukan, hal selanjutnya adalah melakukan interpretasi reservoir dengan melakukan crossplot antara Porositas – Impedansi P dan Impedansi P – Gamma Ray yang berasal dari data sumur untuk melihat posisi reservoir gas.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisis Top dan Bottom Reservoir

1) Data Log

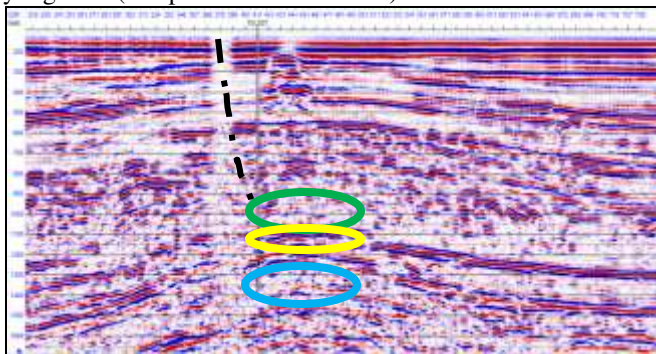
Pada daerah *interest* yang ditentukan pada kedalaman 884-1036 meter, kemudian dilakukan indikasi reservoir gas biogenik dilihat dari karakteristik litologi yang didapatkan dari informasi log pada gambar 4.1 ; Log *Gamma ray*, saturasi air dan resistivitas. Ketiga kombinasi log tersebut dapat menunjukkan kandungan hidrokarbon dalam hal ini adalah gas biogenik. Pada daerah yang dibatasi oleh kotak merah, log *gamma ray* menunjukkan nilai yang kecil dengan kisaran 30-40 API yang menunjukkan bahwa litologi tersebut adalah *limestone*. Selain itu, pada daerah tersebut nilai saturasi air menurun hampir mencapai 0 menunjukkan bahwa tidak ada kandungan air di dalam daerah tersebut. Kombinasi antara log neutron dan densitas dapat digunakan pula untuk mendeteksi keberadaan gas. Gambar 2 menunjukkan log neutron dan densitas pada kolom ke 6. Pola dari kombinasi antara log porositas dan densitas ini memberikan pola *crossover* dimana keduanya akan saling berbanding terbalik. Magnitudo dari pola *crossover* ini tergantung secara kualitatif berhubungan dengan kandungan gas yang terdapat dalam formasi. Semakin banyak gas yang terdapat dalam suatu formasi, maka magnitudo yang dihasilkan akan semakin lebar.



Gambar 2 Hasil Quick Look Pada data Log

2) Data Seismik

Untuk mengidentifikasi daerah *interest* pada data seismik, tahap yang pertama dilakukan adalah mencari anomali yang dapat diindikasikan sebagai reservoir gas biogenik. Gambar 3 merupakan data seismik pada lintasan TG3-9. Ditemukan beberapa anomali yang berasosiasi dengan keberadaan reservoir karbonat dan gas biogenik. Lingkaran kuning menunjukkan adanya *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) berupa *bright spot*. DHI ini disebabkan karena kecepatan dari batuan karbonat yang tinggi berasosiasi dengan gas yang memiliki kecepatan lebih rendah sehingga koefisien refleksi akan menjadi positif. Kecepatan gelombang seismik akan teradsorpsi pada lapisan gas sehingga menghasilkan akumulasi energi seismik yang ditunjukkan dari tingginya amplitudo. Hal ini kemudian berasosiasi dengan refleksi acak (*chaotic*) yang berada di atas DHI. Anomali ini menunjukkan bahwa reservoir karbonat bersifat porous dan memiliki nilai impedansi yang tinggi. Sehingga, gelombang seismik yang melewati lapisan tersebut terekam sangat cepat dan memberikan penampang yang acak (hampir tidak ada refleksi).



Gambar 3 Hasil Seismic Quick Look

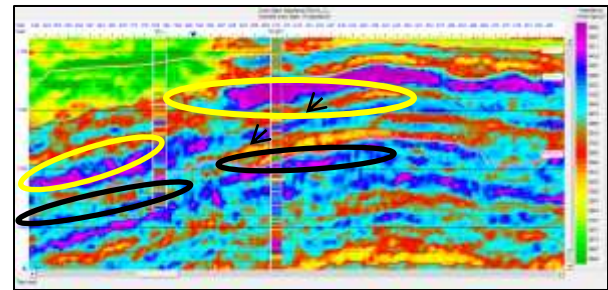
Hal berbeda terjadi pada lingkaran biru muda pada gambar 3 yang memiliki refleksi acak seperti refleksi yang terdapat pada lingkaran hijau. Anomali ini disebabkan karena efek gas dangkal yang terdapat pada reservoir. Anomali *bright spot* menjadi tempat absorpsi energi gelombang yang cukup besar sehingga akan menurunkan energi awal gelombang seismik.

B. Inversi Post-stack Model Based

1) Seismic Well Tie

Dalam tahap ini hal yang paling penting adalah proses ekstraksi wavelet. Ekstraksi dilakukan dengan menggunakan metode dekonvolusi pada data seismik yang dikenal dengan metode ekstraksi *statistical*. Hal ini dilakukan untuk meningkatkan korelasi yang baik antara data seismik dengan data sumur. Selanjutnya dilakukan shifting dan stretching untuk mencocokkan antara event refleksi seismik dengan sintetik seismogram yang didekati dari sumur. Korelasi yang didapatkan dari sumur TG-1 adalah 0.763 dan sumur TG-2ST adalah 0.753.

2) Hasil Inversi dan *Quality Control*



Gambar 4 Hasil Inversi Impedansi

Pada gambar 4 dapat dilihat pada lingkaran berwarna kuning dan hitam. Lingkaran kuning diinterpretasikan sebagai batas atas dari reservoir karbonat dengan nilai impedansi sebesar 5300-4700 ((m/s)*(g/cc)). Sedangkan pada lingkaran hitam diinterpretasikan sebagai batas bawah dari reservoir karbonat dengan nilai impedansi sebesar 4500-5000 ((m/s)*(g/cc)). Kemudian pada tanda panah di antara kedua lingkaran tersebut terdapat nilai impedansi yang lebih rendah dengan nilai sekitar 3500-3800 ((m/s)*(g/cc)) ditunjukkan dengan warna kuning sampai oranye. Hal ini dapat diinterpretasikan sebagai kandungan gas dimana saat gelombang seismik melewati reservoir gas maka akan terjadi penyerapan energi sehingga kecepatan gelombang akan melambat. Impedansi akustik merupakan fungsi dari densitas dan kecepatan. Dari kedua fungsi tersebut kecepatan lebih banyak mempengaruhi perubahan dari impedansi dikarenakan nilai densitas antar batuan yang tidak jauh berbeda. Sedangkan nilai impedansi memiliki jarak yang jauh untuk tiap satu jenis batuan. Oleh karena itu, dapat diinterpretasikan bahwa tanda panah pada gambar 4.3 dapat diinterpretasikan sebagai kandungan hidrokarbon.

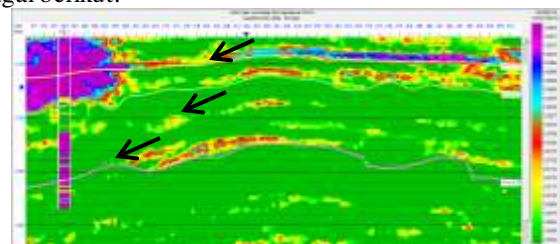
3) Pembuatan Penampang Porositas

Setelah proses korelasi dan interpretasi pada penampang impedansi dilakukan, proses selanjutnya adalah menentukan *crossplot* antara impedansi hasil inversi dengan hasil transformasi log porositas dengan pendekatan log densitas dan resistivitas.

Dengan persamaan:

$$y = -0.000123705x + 0.944 \quad (4)$$

Dari persamaan (4) kemudian dimasukkan ke dalam kalkulasi penampang AI yang telah diinversi menggunakan fasilitas pada perangkat 1, sehingga didapatkan penampang porositas sebagai berikut:



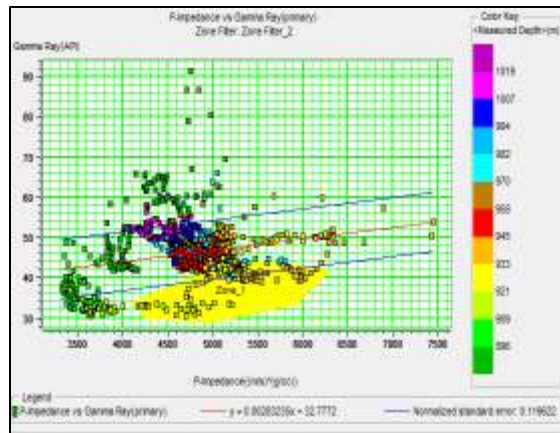
Gambar 5 penampang porositas hasil kalkulasi persamaan linear 4

Gambar 5 menampilkan nilai persebaran porositas yang didapatkan dari persamaan 4 dan didapatkan beberapa anomali yang ditunjukkan dengan tanda panah. Pada tanda panah menunjukkan nilai porositas yang cukup tinggi di daerah antara batas atas dan batas bawah yang diinterpretasikan. Hal ini berasosiasi dengan kandungan gas yang terdapat pada reservoir tersebut sehingga keberadaan hidrokarbon pada reservoir ini semakin terbukti. Nilai porositas yang ditampilkan pada penampang tersebut adalah 0.37-0.50.

C. Analisis Crossplot

1) Crossplot Gamma Ray dan Impedansi

Berikut adalah analisis dari *crossplot* diantara dua variabel tersebut.

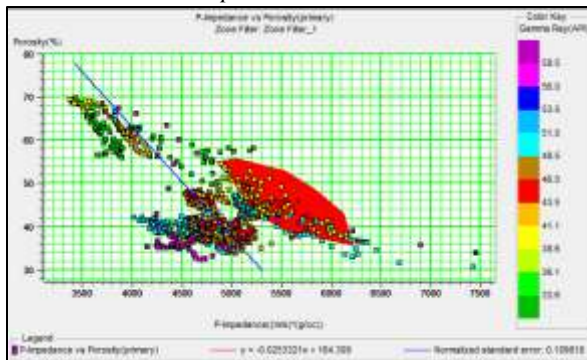


Gambar 6 Crossplot antara Impedansi P dan Gamma ray pada sumur TG-1

Pada reservoir karbonat, nilai impedansi memiliki kisaran yang cukup tinggi dan pada reservoir Lapangan “TG”, diketahui nilai rata-rata dari reservoir ini adalah 4800 ((m/s)*(g/cc)). Selain itu reservoir ini memiliki nilai impedansi yang relatif kecil yaitu antara 30-40 API. Oleh karena itu, nilai tersebut dijadikan batas (*cutoff*) dalam penentuan daerah reservoir di sumur TG-1. Pada Gambar 8 terdapat poligon berwarna kuning yang diinterpretasikan sebagai daerah reservoir dari nilai batas yang didapatkan.

2) Crossplot Impedansi P dan Porositas Sumur

Berikut adalah *crossplot* antara kedua variabel tersebut.



Gambar 7 Crossplot antara Impedansi P dan Porositas Sumur TG-1

Gambar 9 menunjukkan hubungan antara impedansi sumur dan porositas. Terlihat pada gambar tersebut bahwa

nilai porositas dan nilai impedansi akustik saling berbanding terbalik. Hal ini dapat dijadikan dasar untuk penentuan daerah reservoir. karakter dari reservoir yang diinterpretasikan adalah batuan karbonat yang memiliki nilai impedansi P yang tinggi. Pada analisis *tuning thickness* diatas, nilai kecepatan rata-rata reservoir adalah 4800 ((m/s)*(g/cc)), sedangkan dalam penentuan porositas reservoir digunakan cutoff sebesar 30%-40% dan memiliki nilai *Gamma ray* yang rendah yaitu 30-40 API.

V. KESIMPULAN

Dari studi ini kesimpulan yang dapat diambil adalah:

1. Proses karakterisasi reservoir pada gas biogenik dengan kasus litologi karbonat membutuhkan data yang lengkap dan baik untuk mengurangi ketidakpastian dikarenakan karakter fisik dari karbonat tersaturasi gas yang begitu kompleks..
2. Impedansi yang tinggi dari karbonat memberikan keuntungan pada karakterisasi dengan menggunakan inversi impedansi akustik.
3. Proses ekstraksi karakter fisik data seismik dapat membuktikan bahwa reservoir gas biogenik dapat diidentifikasi dengan nilai impedansi sebesar 4800-5300 (m/s)*(g/cc) dengan nilai porositas yang sangat baik dengan nilai 0.37- 0.50 berada pada kedalaman 920 – 1050 m.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada instansi Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan atas data dan bimbingan yang telah diberikan dalam pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Satyana, A. (2006, Maret Senin, 27). *iagi-net*. Retrieved Mei Selasa, 2016, from iagi.or.id: iagi.or.id
- [2] Russell, H. a. (1999). *Theory of Strata Program*. Houston: CGGveritas